Control de Potencia de un Generador Fotovoltaico Conectado a la Red de Distribución de Baja Tensión y Análisis del Comportamiento del Generador Frente a Defectos en la Red

Fernando Bianco, *Ingeniero Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE,*
Gabriela Bonessi, *Ingeniera Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE,*
Marcelo Rey, *Ingeniero Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE,*
Julián Viera, *Ingeniero Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE*

***Resumen*--En este trabajo se propone un sistema de control de potencia para un generador distribuido basado en paneles fotovoltaicos y conectado a una red de baja tensión de distribución eléctrica a través de un inversor trifásico. El control de disparo del inversor se hace por histéresis de corriente, lo que permite controlar la potencia activa que entrega el array fotovoltaico, y en particular trabajar en el punto de máxima potencia (MPPT). El modelado del sistema se hace en Matlab Simulink. Se analiza el comportamiento en estado de régimen y frente a defectos de línea abierta y cortocircuito, y se identifican las protecciones del generador que se sensibilizan en cada caso.**

***Palabras Clave*--Generador fotovoltaico, MPPT.**

I. Nomenclatura

MPPT - Maximum power point tracking
IGBT - Isolated Gate Bipolar Transistor
MT - Media Tensión (entre 1 y 22 kV)
BT - Baja Tensión (< 1 kV)

II. Introducción

La generación distribuida conectada en baja tensión y de pequeño porte, conocida también como microgeneración y basada en particular en energías renovables, es un fenómeno de creciente desarrollo y penetración acerca del cual las distribuidoras de energía eléctrica en general no tienen demasiada experiencia. Uno de los aspectos de mayor interés para la distribuidora es el conocimiento del comportamiento de la microgeneración frente a faltas en la red de distribución, y los requerimientos que impone sobre el sistema de protección a instalar en el punto de acoplamiento con la red, a partir de la premisa de que el generador debe desconectarse de la red frente a fallas en la misma. Es en este contexto que este artículo describe un ejemplo de microgeneración en base a paneles fotovoltaicos, para el cual se propone un sistema de control de la potencia inyectada a la red y al mismo tiempo se analiza la respuesta del generador frente a distintas faltas en la red de distribución, con el fin de determinar el conjunto adecuado de protecciones a instalar.

III. Desarrollo Técnico del Estudio

A. Descripción General del Sistema

El sistema bajo estudio se muestra en la Fig. 1.

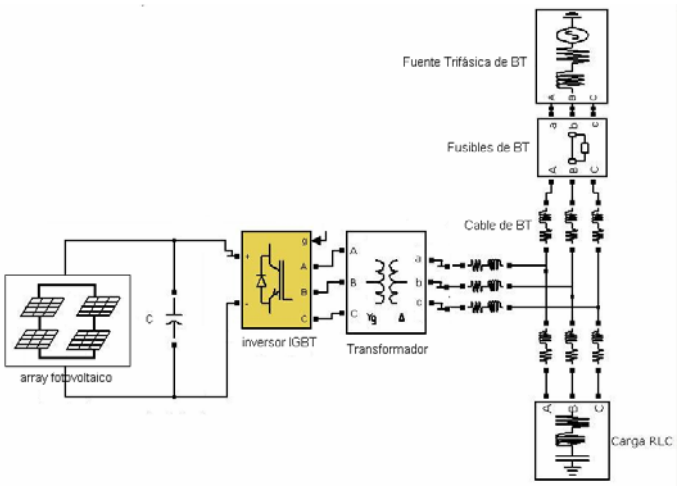


Fig. 1. Sistema eléctrico asociado al presente estudio.

Se tiene un generador distribuido consistente en un array de paneles fotovoltaicos compuesto por módulos en serie y en paralelo, conectado en paralelo con un condensador en el bus de continua de un inversor trifásico en base a IGBT. La salida del inversor se conecta a la red de BT a través de un transformador trifásico estrella-triángulo, que cumple la triple función de: adecuación de nivel de tensiones entre el convertidor y la red, aislación galvánica y filtrado de armónicos de tensión. La red de BT considerada consiste en una salida en cable subterráneo de una subestación MT/BT, en la mitad de la cual hay una derivación en cable hacia el generador y en cuyo extremo hay una carga concentrada del tipo RLC. La red de BT está aterrada en la subestación MT/BT. En la cabecera de la salida hay fusibles de protección.

B. Modelado del generador fotovoltaico

Las hipótesis básicas asumidas para el modelado del array de paneles son las siguientes:

- Se tienen N_P ramas de paneles en paralelo y N_S paneles en serie en cada rama, todos del mismo tipo.
- La irradiación solar es la misma para todos los paneles.
- Todas las células fotovoltaicas de todos los paneles operan a la misma temperatura.
- La tensión del bus de continua se divide en igual forma entre todos los paneles en serie en una misma rama.
- La corriente es la misma en todas las ramas de paneles en paralelo.

La idea que se plantea en este trabajo para modelar el array de paneles a efectos de su simulación computacional, es considerarlo como una fuente de corriente DC controlada por la tensión del bus de continua al cual está conectado, según el esquema ilustrado en la Fig. 2. Se mide la tensión del bus de continua, se la divide entre el número de elementos en serie en cada rama de paneles (Ns) para obtener la tensión sobre un panel individual y se inyecta esa señal junto con el valor de irradiación solar en un bloque de Simulink que modela el comportamiento de un panel individual. Este bloque tiene como salidas la corriente de cada panel individual y la potencia entregada por el mismo. La corriente de salida del módulo se multiplica por el número de ramas en paralelo del array de paneles (Np) para dar el valor de la fuente de corriente del bus de continua.

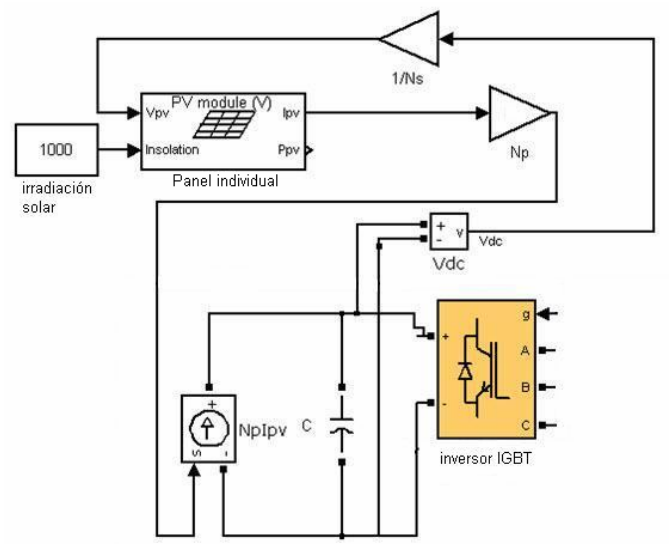


Fig. 2. Modelo del generador fotovoltaico.

La Fig. 3 corresponde al bloque Simulink que modela el comportamiento de un panel individual. El modelo de este bloque fue desarrollado por [1].

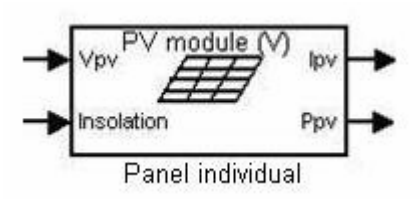


Fig. 3. Bloque que simula el comportamiento de un panel fotovoltaico.

Los parámetros de configuración del bloque que modela el panel son:

- Corriente de cortocircuito del panel (Isc)
- Tensión de circuito abierto del panel (Voc)
- Corriente nominal I_R en el punto de máxima potencia (MPP)
- Tensión nominal V_R en el punto de máxima potencia

Todos los parámetros del modelo son para condiciones estándar de irradiación de 1000 W/m^2 y temperatura de célula fotovoltaica de 25ºC. El modelo no toma en cuenta el efecto de la variación de la temperatura de las células del panel sobre la potencia generada por el mismo. En la Fig. 4 se describe el modelo de célula fotovoltaica empleado por el módulo. En base a los parámetros de entrada (valores nominales del panel), el bloque estima los valores de Io, R_P y R_S y también el número de células en serie del panel.

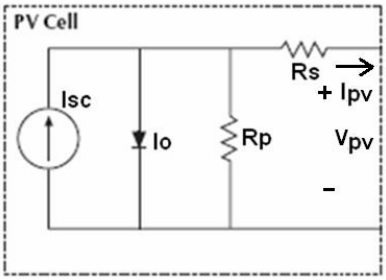


Fig. 4. Modelo de la célula fotovoltaica.

Las ecuaciones de este modelo de célula implementadas en el bloque Simulink son:

$$I_{SC} = I_D + \frac{V_D}{R_P} + I_{PV}$$

$$V_{PV} = V_D - R_S I_{PV}$$

$$I_D = I_O \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1 \right)$$

El modelo implementado no considera las variaciones de la tensión térmica V_T con la temperatura de la célula y la asume constante con valor V_T = 26 mV. Tampoco se toma en cuenta la variación de la corriente de cortocircuito del panel Isc con la temperatura.

C. Control de Potencia por Histéresis de Corriente

A la salida del transformador se mide la corriente y la tensión de línea. Con la señal de tensión medida y las potencias activa y reactiva de referencia deseadas a la salida del convertidor, se sintetizan las corrientes de referencia para el sistema de control del inversor. Estas corrientes de referencia entran junto a las corrientes reales medidas al bloque de control por histéresis de corriente que genera los pulsos de disparo del inversor.

El control por Histéresis de corriente de la potencia inyectada por el inversor al sistema [2] se hace de la manera que se muestra en la Fig. 5.

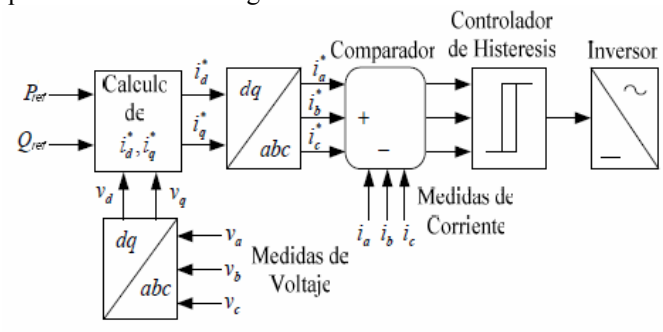


Fig. 5. Esquema del control por histéresis de corriente

A partir de los valores de referencia P_{ref} y Q_{ref} se obtienen los valores de las corrientes de referencia i*d e i*q. Estas corrientes son calculadas haciendo la transformada de Park de las tensiones medidas a la salida del inversor mediante las siguientes ecuaciones:

$$i_d^* = \frac{2\left(v_d P_{ref} + v_q Q_{ref}\right)}{3\left(v_d^2 + v_q^2\right)}$$

$$i_q^* = \frac{2\left(-v_d Q_{ref} + v_q P_{ref}\right)}{3\left(v_d^2 + v_q^2\right)}$$

Luego se hace la antitrasformada de Park y las corrientes de referencia obtenidas i*a, i*b, i*c, son comparadas con las medidas de corriente a la salida del inversor. La salida de dicho comparador representa el error en corriente entre la potencia deseada y la potencia generada por el inversor. El mismo se inyecta en un bloque de histéresis de corriente el cual intenta mantener el error acotado dentro de una zona o banda de histéresis y genera los pulsos de disparo para los IGBT del inversor. Dichos pulsos de disparo (de frecuencia variable) producen un seguimiento adecuado de las variaciones de potencia requeridas mediante el control $P_{ref.}$ El bloque Simulink de control por histéresis implementado tiene un único parámetro de ajuste, el ancho de la banda de histéresis de corriente. Al reducir el valor de este parámetro se incrementa la frecuencia de conmutación de los semiconductores del inversor.

D. Modelo completo del sistema

En la Fig. 6 se ilustra el modelo completo del sistema en Simulink de Matlab, incluyendo el lazo de control de potencia., para el caso de seguimiento de potencia máxima. Se observa que el sistema tiene dos entradas independientes, la irradiación solar y la potencia reactiva de referencia Q_{ref}. La potencia activa de referencia P_{ref} se obtiene por una tabla de interpolación a partir de la irradiación y valores calculados de potencia máxima del array.

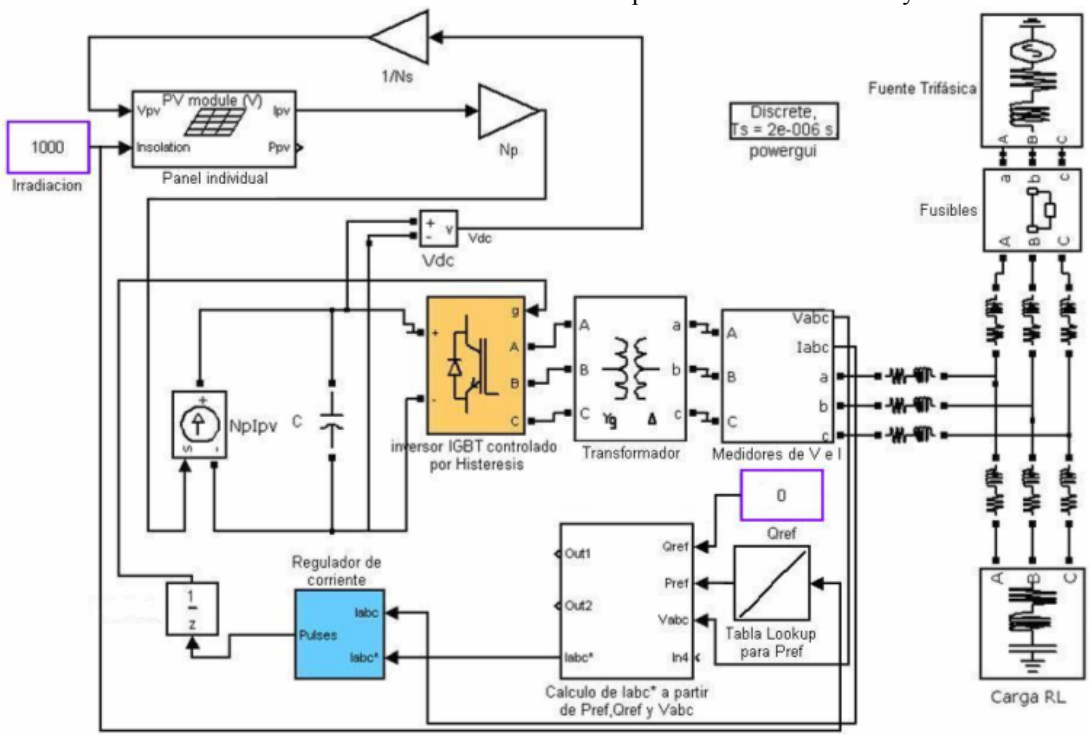


Fig. 6. Modelo Simulink del sistema.

E. Datos de la simulación realizada

Se trabaja con el panel solar SHARP modelo UN-R5E3Z, de potencia nominal 175.2 W.

Parámetros nominales del panel:

- Isc = 8.29 A
- Voc = 29.8 V
- I_{MPP} = 7.55 A
- V_{MPP} = 23.2 V

Otros datos del panel: 48 células en serie, R_P = 160 Ω, R_S = 0.32 Ω, Io = 68 nA.

El array de paneles del generador tiene seis ramas en paralelo (Np =6), cada una de ellas con diez paneles en serie (Ns =10), para un total de sesenta paneles y una potencia nominal total de 10500 W. La corriente nominal del array es 45.3 A y la tensión nominal 232 V.

El condensador del bus de continua es de 10 mF.

El transformador de acople del generador se elige con relación de transformación 120:380 V. Es un transformador de 11 kVA, de impedancia alta (15%) debido a la necesidad de filtrado de armónicos. Se opta por este esquema como alternativa al empleo de un filtro trifásico LC entre el inversor y un transformador de menor impedancia.

La red eléctrica simulada es de tensión nominal 380 V y 50 Hz, con neutro de la fuente aterrado. Los tres tramos de línea del sistema son iguales y con impedancia 0.016 + 0.0139j, correspondiendo cada uno a 100 m de cable subterráneo de aluminio XLPE de 240 mm^2. La carga de la red es de 15 kW con factor de potencia de 0.95 inductivo, se modela como un bloque de carga RL.

F. Funcionamiento en estado estacionario en modo de seguimiento de potencia máxima (MPPT)

Se varía la irradiación y se simula el control de seguimiento de máxima potencia para cada valor de irradiación. La potencia activa de referencia del control P_{ref} se toma igual a la potencia máxima teórica entregada por el array de paneles para ese valor de irradiación solar y temperatura de célula de panel de 25 °C. Esta potencia máxima para cada nivel de irradiación es calculada con el software PVSYST.

La consigna de potencia reactiva del controlador se fija en un valor muy cercano a 0 (1 var), de forma de tener factor de potencia unitario en el punto de conexión a la red de distribución.

En la tabla I se muestran el valor de irradiación, la potencia activa máxima de referencia asociada, la potencia entregada por el panel (a la entrada del inversor) y el error relativo entre ambas. El ancho de histéresis del regulador de corriente se ajusta en 0.1 A en todos los casos.

TABLA I
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Irradiación (W/m^2)	Potencia máxima (W)	Potencia DC simulada (W)	Error (%)
1000	10500	10338	1.5
800	8418	8267	1.8
600	6288	6143	2.3
400	4134	4002	3.2
200	1986	1853	6.7

En la Fig. 7 se grafican la consigna deseada y los resultados obtenidos en la simulación.

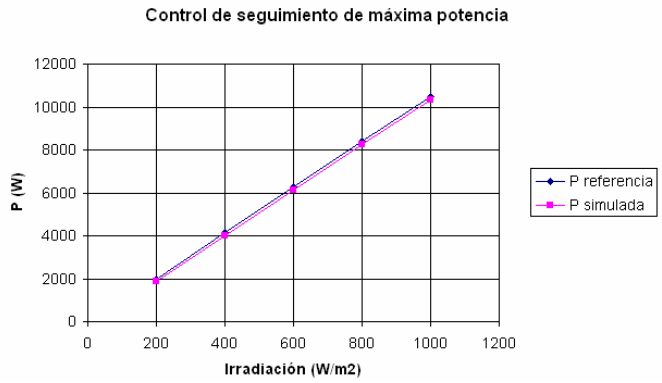


Fig. 7. Resultados de la simulación de seguimiento del punto de máxima potencia.

Se observa el muy buen comportamiento del lazo de control de potencia activa. El error relativo del control aumenta al bajar la irradiación.

En la Fig. 8 aparece la potencia instantánea aportada por el panel a partir de carga nula en el condensador del bus de continua y durante los primeros 250 ms a partir de la conexión del generador a la red; para irradiación de 1000 W/m^2 y potencia de referencia de control de 10500 W.

Se tiene que el control de histéresis actúa muy rápidamente, y ya en los primeros 200 ms (10 ciclos) se llega muy cerca del valor final deseado.

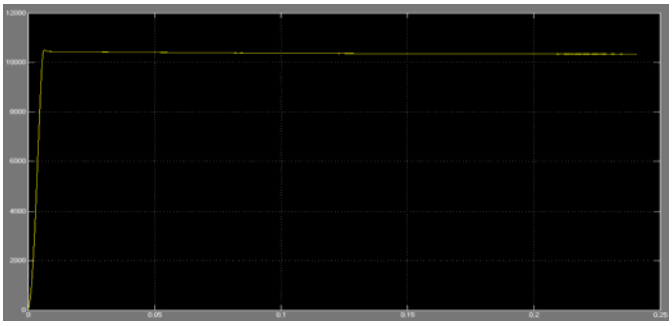


Fig. 8. Potencia en el bus de continua en el transitorio de conexión del generador

La Fig. 9 muestra las potencias activa (curva amarilla) y reactiva (curva violeta) a la salida del transformador, para las mismas condiciones anteriores con potencia activa de referencia 10500 W.

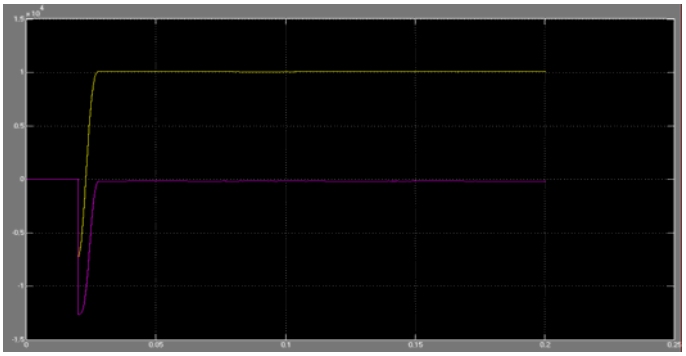


Fig. 9. Potencias activa y reactiva a la salida del transformador

El factor de potencia en el punto de acoplamiento es esencialmente unitario (0.999 inductivo).

La diferencia de potencia activa entre la salida del transformador y la que entrega el array fotovoltaico es en este caso de unos 240 W, que corresponden a las pérdidas conjuntas del inversor y el transformador. Se tiene entonces un rendimiento de la conversión del 98 % para condición de irradiación estándar.

En la Fig. 10 se grafican las tensiones de salida del inversor y de salida del transformador en estado estacionario, para irradiación de 1000 W/m^2.

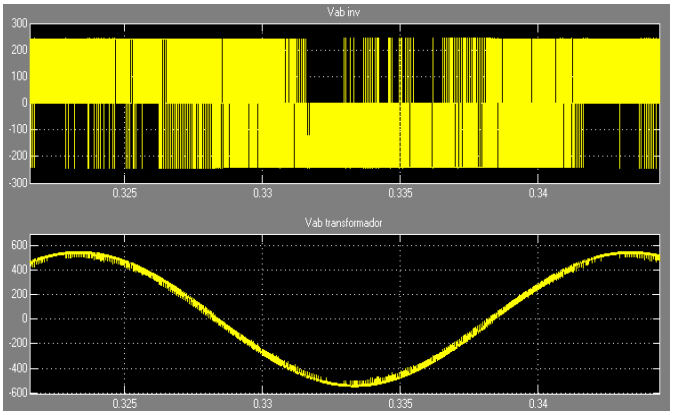


Fig. 10. Tensiones de salida del inversor y del transformador

La frecuencia de conmutación del inversor en este caso es del orden de los 15 kHz.

Puede observarse que el filtrado no es perfecto y que la tensión de línea a la salida del transformador tiene cierta distorsión armónica de alta frecuencia, pero dicha distorsión tanto en tensión como en corriente es aceptable para el nivel de tensión de distribución, con valores de THD de 4% y 3.5% respectivamente.

G. Comportamiento del sistema ante faltas

1) Defecto de apertura de las tres fases de la red (isla no intencional):

Esto representa por ejemplo la actuación de los tres fusibles de cabecera en la salida de una subestación, por un cortocircuito trifásico, o la apertura a nivel del transformador de la subestación. Podría corresponder también a un corte mecánico de los cables. Se asume en todo caso que el generador queda en isla con la carga.

La Fig. 11 muestra la forma de onda de la tensión de salida del transformador para condición de irradiación de 1000 W/m^2 y potencia de referencia de control de 10500 W y con la carga modelada como impedancia constante de 15 kW a tensión nominal, al quedar el generador en isla en t = 0.3 s.

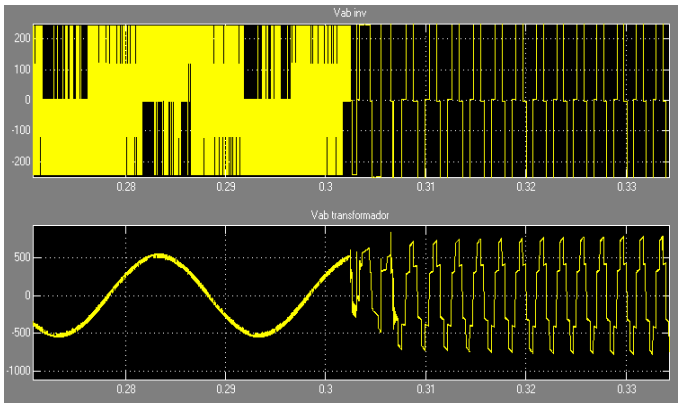


Fig. 11. Tensiones de salida del inversor y del transformador frente a apertura trifásica

Se observa que el controlador encuentra una nueva posición de equilibrio del sistema pero no se mantiene la frecuencia de la red, pasando a una frecuencia cercana a los 500 Hz, y la onda de tensión sobre la carga esta muy distorsionada. Debería actuar entonces la protección de sobrefrecuencia, desconectando el generador de la red.

En este caso la potencia activa que toma la carga disminuye drásticamente. En la Fig. 12 se aprecia la evolución de la potencia entregada por el generador.

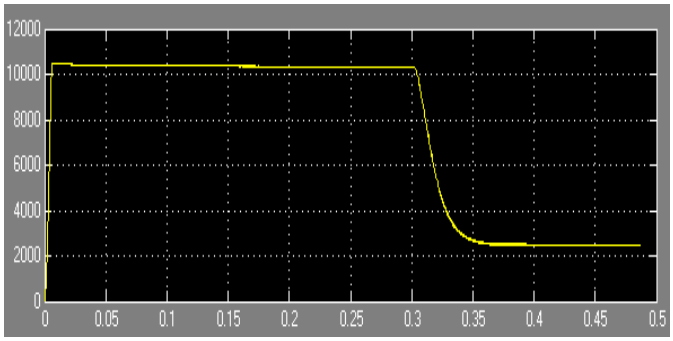


Fig. 12. Potencia entregada por el array fotovoltaico. Condición de isla a partir de 0.3 s.

2) Defecto fase-tierra en el cable de baja tensión de la red de distribución:

En este caso se simula un cortocircuito permanente en una de las fases de la red (caja de derivación hacia el generador) y la consiguiente actuación del fusible de dicha fase.

El fusible en la cabecera del cable de BT es tipo NH de 125 A. La falta simulada hace circular 1800 A eficaces por el fusible de la fase A, para el cual se asume un tiempo de actuación de 100 ms.

En la Fig. 13 aparece la corriente por la fuente en la fase A y la tensión de línea Vab en la salida del transformador, para una falta monofásica en la fase A en t = 0.3 s.

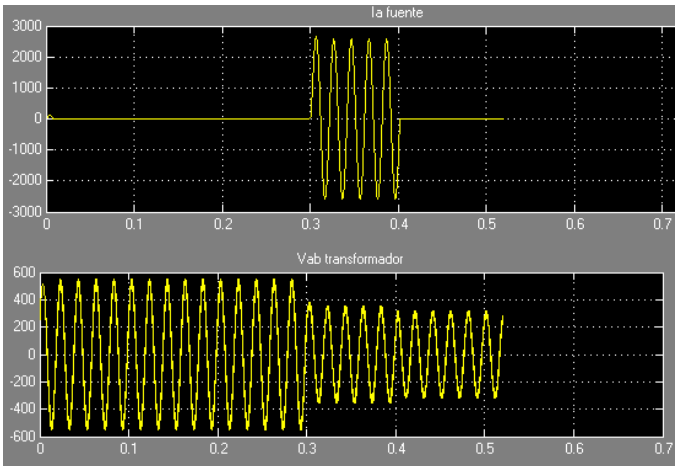


Fig. 13. Corriente de fuente y tensión en el punto de conexión con falla monofásica en la red.

Se comprueba que la magnitud de la tensión a la salida del transformador se reduce, y que esta reducción se mantiene incluso después de despejada la falta, por lo que no es relevante la demora en la actuación del fusible y debería actuar entonces la protección de subtensión del generador y desconectarlo de la red. No hay cambio en la frecuencia de la onda de tensión.

Se constata también que luego de la falta no hay un cambio de fase apreciable en la tensión de línea en el puesto de conexión, dándose un salto de fase significativo sólo luego de despejada la misma, como se aprecia en la Fig. 14. Esto indica que una protección de tipo "vector shift" del generador se sensibilizaría sólo después que haya actuado la protección de la red para este tipo de falta.

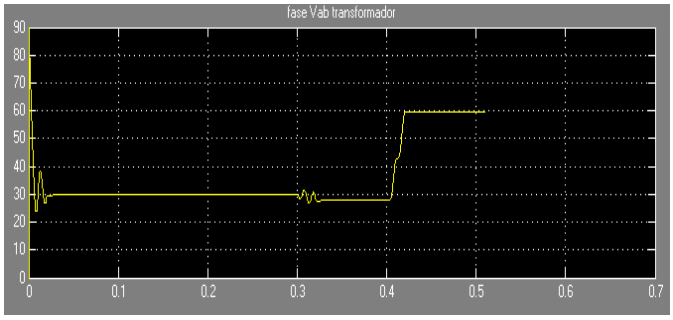


Fig. 14. Fase de tensión en el punto de conexión con falla monofásica.

3) *Defecto de una fase abierta en el cable de la red de distribución:*

Corresponde por ejemplo a la apertura de un fusible de cabecera, o a un corte mecánico de una fase del cable en el caso de cables unipolares.

En la Fig. 15 se muestra la evolución de la tensión de salida del transformador en magnitud y fase, para una apertura de la fase A en t = 0.25 s.

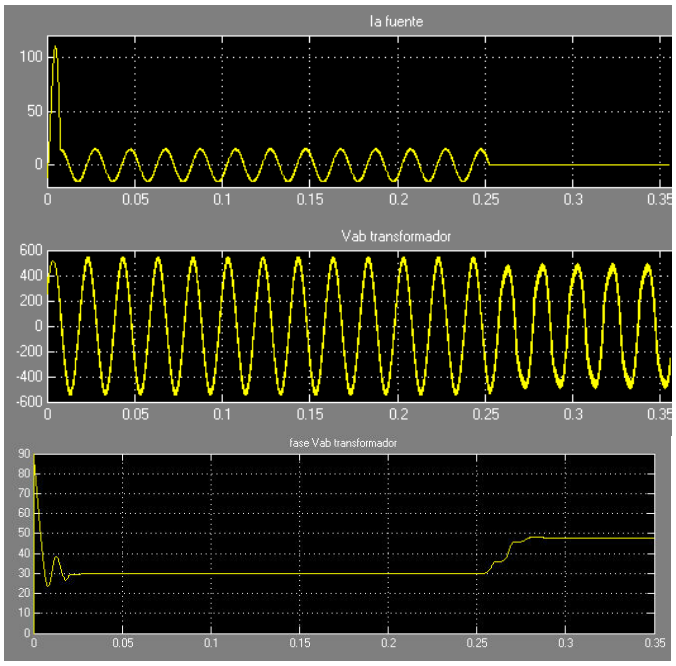


Fig. 15. Corriente de fase, tensión de salida del transformador fase de tensión para defecto de apertura de una fase de la red.

Se tiene que la tensión de salida del transformador no se reduce lo suficiente como para activar la protección de subtensión (reducción del 5%), ni hay un cambio de frecuencia luego de la falta. La protección que sí se sensibiliza en este caso es la que mide la variación de la fase de la tensión, del tipo "vector shift", ya que la falta provoca un cambio de fase de casi 20º de la tensión para el caso de estudio.

4) *Defecto trifásico en el cable de la red de distribución:*

En este caso se simula un cortocircuito trifásico en el mismo lugar que en 2).

Se asume que el tiempo de actuación de los fusibles es de 50 ms.

En la Fig. 16 se muestran la corriente por la fuente y la tensión fase-fase de salida del transformador.

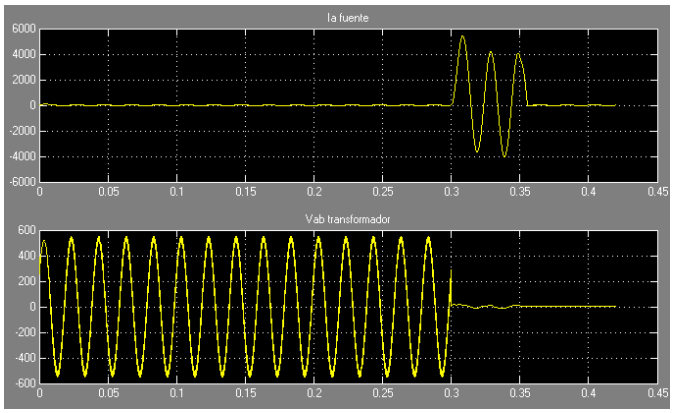


Fig. 16. Corriente de fuente y tensión en el punto de conexión con falla trifásica en la red

Se comprueba que la tensión se va a 0 muy rápidamente, por lo que en este caso se sensibilizan las protecciones de subtensión, subfrecuencia y protección anti-isla tipo "vector shift".

No hay sobrecorriente aportada por el generador fotovoltaico, éste queda aportando su corriente de cortocircuito Isc de valor 49 A.

En la tabla II se resumen los resultados obtenidos para la simulación de las distintas faltas, indicándose las protecciones del generador que se sensibilizan en cada caso.

TABLA II
RESUMEN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE FALTAS Y ACTIVACIÓN DE PROTECCIONES DEL GENERADOR

Protección / *Falta*	***Sub-tensión***	***Sub-frecuencia***	***Sobre-frecuencia***	***Anti-isla***
3 fases abiertas (isla)	NO	NO	SI	SI
cortocircuito FT	SI	NO	NO	NO*
1 fase abierta	NO	NO	NO	SI
cortocircuito 3F	SI	SI	NO	SI

* Se activa luego de que actúa la protección de la red (fusible).

IV. CONCLUSIONES

La simulación del modelo de generador fotovoltaico desarrollado y del esquema de control de potencia máxima propuesto arroja resultados muy satisfactorios, alcanzando un nivel de error bajo y con un tiempo de respuesta muy corto. El estudio del comportamiento dinámico del sistema frente a distintas faltas en la red de baja tensión permite discernir las protecciones del generador que se sensibilizan en cada caso, comprobándose a través de la simulación que las mismas varían según el tipo de falta en la red. Uno de los resultados importantes es que en el caso del generador bajo estudio es necesaria la inclusión de la protección anti-isla.

V. REFERENCIAS

[1] Departamento de Ingeniería Eléctrica, de Computación y Energía (ECEE) de la Universidad de Colorado en Boulder.

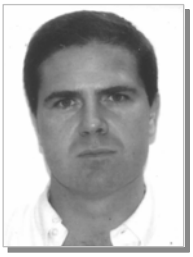
[2] Control de inversores en sistemas de generación Distribuida. César Peraza (1), Francisco Gonzalez-Longatt(2), Carlos Villanueva(3), Rainier Blanco(3), José Gregorio Díaz(3)

(1)Instituto Universitario de Tecnología Valencia, Departamento de Electricidad.

(2)Universidad Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Maracay.

(3)Universidad de Carabobo, Facultad de Ingeniería, Centro de Investigación y Tecnología en Automatización, Electrónica y Control (CITAEC).

VI. BIOGRAFÍAS



Fernando Bianco (fbianco@ute.com.uy) Ingeniero Electricista, nacido en Montevideo, Uruguay, el 23 de Junio de 1968. Egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República (1998).
Actualmente desempeña el cargo de Especialista en Planificación en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE.
Dentro de UTE, además de las labores propias de su cargo, participó en la planificación estratégica del Área de Distribución, en el Plan de Diagnóstico y Planificación de la Red, y en proyectos para la implantación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001) en procesos del Área de Distribución. También ha cumplido actividades en proyectos eléctricos de subtransmisión dentro de UTE.
Fuera de UTE ha realizado diversas labores en el ejercicio libre de la profesión y ha participado como autor o coautor en trabajos para eventos y congresos internacionales (CIDEL, CLADE, IEEE, etc.).

Gabriela Bonessi (gbonessi@ute.com.uy) Ingeniera Electricista, nacida en Salto, Uruguay, el 18 de Septiembre de 1972. Egresada de la Universidad de la República, UDELAR (2004). Actualmente se desempeña en el cargo de Ingeniera en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Dentro de UTE, participa en los estudios de inserción de Generación Distribuida en la red de distribución de UTE y en la elaboración de los Convenios de Conexión y Acuerdos Operativos suscriptos entre el Generador Distribuido y UTE.

Marcelo Rey (mrey@ute.com.uy) Ingeniero Electricista, nacido en Montevideo, Uruguay, el 16 de Diciembre de 1976. Egresado de la Universidad de la República, UDELAR (2003). Miembro de la IEEE hasta el 2001. Actualmente se desempeña en el cargo de Especialista en Planificación, en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Dentro de UTE, además de las labores propias de su cargo, participa en la planificación estratégica del Área de Distribución, en el Plan de Diagnóstico y Planificación de la Red, en los Estudios de inserción de Generación Distribuida en las redes y en el proyecto para la implantación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001) en procesos del Area de Distribución. También ha cumplido actividades en la Sub-Gerencia de Estudios de la Explotación de Montevideo dentro de UTE.
Fuera de UTE ha realizado diversas labores en el ejercicio libre de la profesión, es Formador en Energías Renovables y ha participado como autor y/o coautor en trabajos para eventos y congresos locales e internacionales (CALEN, CLADE, IEEE, CIEMAT, Fundación CEDDET, AECID, etc.).

Julián Viera (jviera@ute.com.uy) Ingeniero Electricista y en Computación, nacido en Melo, Uruguay, el 12 de Marzo de 1966. Egresado de la Universidad de la República, UDELAR (1993 y 2006). Desde 1998 se desempeña como Planificador de Redes de Distribución en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Una de sus responsabilidades es determinar la conectividad óptima de centrales generadoras a las redes de subtransmisión de UTE.